

Con il completamento di questa fase si è concluso il programma, nato dalla collaborazione tra Eni e le Autorità del paese, con il quale l'Eni ha finanziato e realizzato la ricostruzione e la riorganizzazione funzionale della struttura, seriamente danneggiata a seguito degli scontri armati nel 1998.

Programma di assistenza sanitaria di base in Ecuador

Nella provincia di Pastaza viene sviluppato un ampio programma sanitario che fornisce all'intera popolazione assistenza di base e cure ospedaliere. Tra i punti salienti del programma rientrano: lo sviluppo di una rete di presidi medico-sanitari; la costituzione di "brigadas de la salud", unità, composte da personale medico generico e specializzato, che visitano periodicamente le comunità; l'impiego di un servizio di pronto intervento aereo per la gestione dei casi di emergenza.

Le iniziative, attuate o in corso di esecuzione, includono: un programma per il controllo della malaria, campagne di informazione, corsi di addestramento, realizzazione di progetti infrastrutturali comunitari.

Collaborazione con la Lega Italiana per la lotta contro i tumori

Dopo la partecipazione alla campagna nazionale di informazione e prevenzione della Lega Italiana per la lotta contro i tumori, con iniziative a favore dei dipendenti orientate alla prevenzione, l'Eni ha sostenuto nel 2002 la campagna della Lega contro il fumo. Coerentemente con la No Smoking Policy aziendale finalizzata a eliminare il fumo passivo, sono state promosse iniziative per aiutare i dipendenti a smettere di fumare.

Fondazione Théodora

Nel 2002 l'Eni ha proseguito e rafforzato il sostegno alla Fondazione Théodora, costituita nel 1999 allo scopo di alleviare la degenza dei bambini ricoverati in ospedale tramite incontri settimanali con i "Dottor Sogni", clown selezionati e formati al lavoro in ambito ospedaliero. La Fondazione fa parte di una rete di organizzazioni avviata in Svizzera nel 1993 dalla Fondation Théodora e attiva in 85 ospedali di 9 paesi (in Italia è presente in 7 ospedali). Il supporto dell'Eni, grazie al quale la Fondazione Théodora organizza da alcuni anni spettacoli gratuiti presso l'Ospedale Gaslini di Genova, è stato esteso a iniziative analoghe a Roma e, in Toscana, presso gli Ospedali Riuniti di Livorno e la Casa di Cura San Raffaele pisana.

Cultura

L'Eni dedica particolare attenzione al patrimonio artistico e culturale delle popolazioni e dei paesi con i quali viene a contatto. In particolare attua iniziative finalizzate alla tutela e alla valorizzazione delle opere che ne fanno parte e ne sono espressione, promuovendone la diffusione attraverso l'organizzazione di mostre, il sostegno a istituzioni musicali nonché la partecipazione a progetti di restauro e a campagne di scavi archeologici.

Tra le principali iniziative a cui l'Eni ha dato il suo contributo nel corso dell'anno spiccano:

Sostegno alle Fondazioni musicali

L'Eni ha continuato il proprio sostegno alle principali istituzioni musicali italiane. Come socio fondatore partecipa alle Fondazioni del Teatro alla Scala di Milano, del Teatro La Fenice di Venezia e dell'Accademia Nazionale di Santa Cecilia di Roma. Sostiene inoltre il Teatro dell'Opera di Roma e la Fondazione del Teatro Regio di Torino.

L'Eni ha promosso, come avviene da molti anni, il Ravenna Festival e il Festival di Spoleto, due eventi di grande valore artistico e di risonanza internazionale; ha inoltre sponsorizzato l'organizzazione della Stagione Lirica e Concertistica del Teatro Comunale di Ferrara.

Partecipazione a manifestazioni artistiche

Nell'ambito del proficuo rapporto di collaborazione con il Palazzo Ducale di Genova, l'Eni ha sponsorizzato l'esposizione "Grande pittura genovese dall'Ermitage: da Luca Cambiaso

a Magnasco" che attraverso dipinti, disegni e documenti ricostruisce i rapporti intercorsi nel XVIII secolo tra Genova e la corte di Pietroburgo. È stata inoltre uno degli sponsor della mostra "Gonzaga. La Celeste Galeria" che ha consentito, per la prima volta dopo quattro secoli, di riportare e riunire in un'unica esposizione a Mantova decine di capolavori della collezione Gonzaga, oggi appartenenti a musei di tutto il mondo.

Tutela salute, sicurezza e ambiente

La costante attenzione alla tutela della salute, della sicurezza e dell'ambiente ha indotto Eni Corporate a riesaminare l'intera organizzazione della gestione di queste tematiche, nel momento in cui si sta completando la transizione del Gruppo verso una struttura multidivisionale.

Le Linee Guida emanate nel 1999 hanno: (i) fissato i principi e le politiche di Gruppo; (ii) definito i ruoli e le responsabilità, rispettivamente, di Eni Corporate e delle unità di business; (iii) delineato uno schema organizzativo del sistema di gestione volto al miglioramento continuo.

Al fine di rafforzare l'impegno nell'attuazione delle Linee Guida e l'orientamento della gestione al miglioramento continuo e lo sviluppo della sostenibilità dei business nel 2002 è stata costituita la Direzione Salute, Sicurezza e Ambiente con il compito di: (i) elaborare un piano coerente con le strategie dell'Eni e con le Linee Guida; (ii) implementare un modello di sistema di gestione che costituisca il riferimento per le unità di business; (iii) rispondere alle crescenti sfide di sostenibilità ambientale.

Nel 2002 le unità di business hanno proseguito nel loro impegno di certificazione dei sistemi di gestione operativa secondo i più avanzati standard internazionali. Le certificazioni hanno raggiunto il totale di 85 e interessano la totalità delle unità più esposte a rischi per la salute, la sicurezza, l'ambiente e l'incolumità pubblica. Parallelamente, è continuato il forte impegno di audit volto a controllare la funzionalità e l'efficacia dei sistemi di gestione; nel 2002 sono stati effettuati 765 interventi di audit, utilizzando auditor esterni e interni.

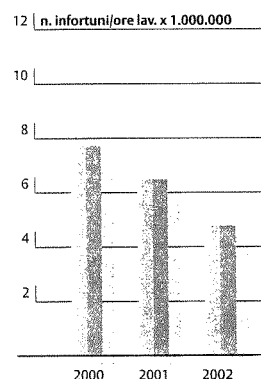
Gli indicatori di performance di salute, sicurezza e ambiente sono migliorati o rimasti sostanzialmente in linea con i livelli già raggiunti negli scorsi anni. In particolare, sono ulteriormente migliorati gli indici infortunistici di frequenza e gravità.

Al 31 dicembre 2002 il personale impegnato nella tutela della salute, della sicurezza e dell'ambiente era di 1.373 addetti equivalenti a tempo pieno. L'impegno nella formazione del personale nel 2002 continua a essere elevato, con 68.155 partecipazioni per complessive 279.466 ore di corsi.

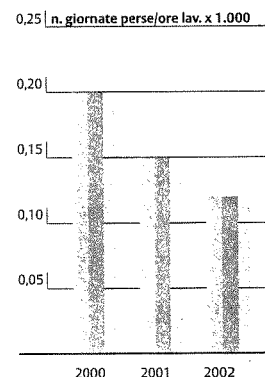
Sviluppo di un sistema energetico sostenibile

L'impegno intrapreso dall'Eni per un sistema energetico più efficiente e a minor impatto ambientale è proseguito nel 2002 con l'ulteriore definizione e sviluppo del piano di azione volto a ridurre le emissioni di gas serra e a mitigare, in accordo con il principio precauzionale, i possibili impatti dei cambiamenti climatici. Infatti, i progressi del Protocollo di Kyoto verso l'entrata in vigore e lo sviluppo, a livello europeo e nazionale, di strumenti normativi che favoriscano il rispetto degli obiettivi di riduzione delle emissioni, conferiscono al tema dei gas serra una crescente influenza strategica sul business delle fonti fossili. Dopo la ratifica italiana del Protocollo di Kyoto, l'Eni ha partecipato attivamente alla definizione del Piano Nazionale di azione per la riduzione delle emissioni di gas serra. All'interno del Gruppo è in corso un articolato programma di attività volto a: (i) perfezionare e certificare la rendicontazione delle emissioni di gas serra; (ii) definire il portafoglio di progetti di riduzione di tali emissioni; (iii) cogliere le opportunità derivanti dalla partecipazione ai mercati internazionali dei permessi di emissione; (iv) valorizzare i progetti già in corso e nuove possibili iniziative in conformità ai meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto;

Totale Eni: Indice di frequenza



Totale Eni: Indice di gravità



(v) elaborare una strategia di medio e lungo termine di gestione sostenibile dei gas serra. In questa ottica, l'Eni ha continuato i suoi programmi di sviluppo del gas naturale, sia in Italia sia all'estero, con progetti tecnologicamente avanzati quali i gasdotti Blue Stream, dalla Russia alla Turchia, e il Greenstream, che permetterà di aumentare le importazioni in Italia di gas naturale. Le maggiori disponibilità di gas in Italia consentiranno di espandere ulteriormente l'integrazione gas-elettricità, attraverso i cicli combinati ad alta efficienza e con emissioni di anidride carbonica, comparativamente molto più basse rispetto al carbone e ai combustibili liquidi.

All'estero continua l'impegno finalizzato alla riduzione delle emissioni di gas serra derivanti dalla combustione in torcia del gas associato alla produzione di petrolio con progetti di "Zero Gas Flaring" in Nigeria e Congo. La realizzazione di tali iniziative non solo permette di abbattere le emissioni di gas serra rispetto alla situazione preesistente, ma fornisce anche un significativo contributo allo sviluppo sostenibile dei paesi produttori. A esempio in Nigeria l'Eni ha in corso la realizzazione, a Kwale, di una centrale termoelettrica a ciclo combinato e ad alta efficienza che consentirà di accrescere l'affidabilità del servizio elettrico della rete nazionale.

Più orientato al medio termine è lo sviluppo delle tecnologie di separazione di anidride carbonica e del suo stoccaggio permanente in formazioni geologiche, perseguito attraverso la partecipazione a un programma di Ricerca e Sviluppo internazionale insieme ad altre grandi compagnie petrolifere.

Ulteriori e più dettagliate informazioni riguardanti gli obiettivi e i risultati del Gruppo Eni sono contenute nei Rapporti Salute Sicurezza Ambiente 2002.

ricerca e innovazione

L'attività dell'Eni è volta a estendere i confini della conoscenza e a promuovere lo scambio di esperienze, di professionalità e di know-how, nella convinzione che l'eccellenza tecnologica rappresenti un fattore essenziale di competitività e di sostenibilità industriale ed economica. A tal fine l'Eni è costantemente impegnata nella ricerca e nello sviluppo di tecnologie, servizi e prodotti che abbiano un carattere distintivo di innovazione.

Nel 2002 l'Eni ha ridisegnato il ruolo della ricerca scientifica e tecnologica, avendo come riferimento le seguenti direttrici e linee programmatiche primarie: (i) incrementare le risorse destinate all'upstream; (ii) qualificare la spesa destinando maggiori risorse alla fase di sviluppo dei prototipi; (iii) sostenere l'impegno della ricerca di laboratorio, qualificata e orientata all'innovazione radicale di lungo periodo.

In accordo con le linee programmatiche, i punti salienti del cambiamento realizzato sono stati: (i) l'attuazione di un nuovo modello dell'innovazione Eni, integrando le attività per il miglioramento incrementale gestite dai business con l'innovazione di lungo termine gestita dalla Corporate, attraverso un coordinamento centralizzato e la diretta assunzione dei costi, per i progetti fortemente innovativi, da parte della Corporate stessa; (ii) la riorganizzazione delle strutture di Ricerca e Sviluppo, con l'obiettivo di integrare tutte le capacità e competenze "omogenee" del Gruppo, compresi i laboratori della divisione Refining & Marketing e della Snamprogetti.

L'investimento complessivo in Ricerca e Sviluppo è stato di 175 milioni di euro (203 nel 2001). Il numero di addetti al 31 dicembre 2002 era di 1.390 (1.500 nel 2001).

Nel corso dell'anno, numerose tecnologie sono state applicate per la prima volta a livello industriale.

Nel settore Exploration & Production è stata messa a punto una tecnologia innovativa denominata "Level 6 Junction", applicata con successo su un pozzo bi-obiettivo in Nigeria, che consente di sdoppiare il pozzo in più rami mantenendo le caratteristiche di sicurezza richieste, con minori costi operativi e ridotto impatto sul territorio. È stato inoltre sviluppato e reso operativo un nuovo metodo che non si avvale di ispezioni invasive all'interno delle condotte, ma si basa su misure indirette, in grado di localizzare la presenza di ostruzioni, quali cere e depositi asfaltenici, all'interno di flowline.

Nel settore Refining & Marketing è stato introdotto nel mercato il "BluDiesel" ed è stata ottenuta la qualificazione da parte di primaria casa automobilistica tedesca di un nuovo lubrificante innovativo "fuel economy".

Nella Petrolchimica sono stati messi a punto polimeri con prestazioni migliori, quali a esempio, polietilene lineare per film estensibile ed elastomeri termoplastici per il settore compound. Inoltre è stato sviluppato un nuovo processo di produzione di etilbenzolo molto competitivo e messo a punto, e testato da impianto, un nuovo catalizzatore per la produzione di polietilene lineare.

Le principali linee di ricerca in corso nel 2002 sono state:

Riduzione costi di ritrovamento e di recupero idrocarburi

Geoscienze
Tecniche di prospezione ad alta risoluzione
Modelli di simulazione dei giacimenti
Metodi per incrementare la produttività dei giacimenti
Sistemi avanzati di perforazione
Produzione in ambienti ostili

Performance e differenziazione dei prodotti

Controllo avanzato dei processi
Catalisi innovativa di polimerizzazione

Valorizzazione dei feedstocks

Trasporto del gas in condotte su lunghe distanze
Conversione del gas a prodotti liquidi
Conversione dei greggi pesanti a prodotti leggeri

Tutela dell'ambiente

Idrogeno
Riformulazione di carburanti e lubrificanti
Processi catalitici "puliti"
Monitoraggio della qualità dell'aria
Bonifica di terreni inquinati

Numerose altre tecnologie sono entrate in fase avanzata e di sviluppo.

Nel settore Exploration & Production sono in corso le applicazioni iniziali, basate su tecniche originali e proprietarie, di una nuova metodologia per l'elaborazione dei dati geofisici, denominata CRSS, che consente una più accurata definizione dell'immagine del sottosuolo. È stato inoltre realizzato un prodotto informatico integrato, denominato SCREAM, che consente la ricerca di situazioni analoghe presenti in reservoir carbonatici, su database esistenti o su reportistica, in modo da accedere rapidamente a dati e informazioni geominerarie, con riduzioni significative dei tempi di avvio delle produzioni. La ricerca Corporate ha in corso, tra l'altro, lo sviluppo di tecnologie per la riduzione della densità dei fluidi di perforazione per mezzo di microsfele cave di vetro e per l'arresto di infiltrazione d'acqua mediante l'utilizzo di polimero RPM (Relative Permeability Modifier).

Nel settore Gas & Power è stata pressoché completata la sperimentazione della tecnologia "Sintesi di cere via Fischer Tropsch" impiegata nell'impianto pilota costruito presso la raffineria di Sannazzaro. Inoltre sono state confermate in impianto pilota le prestazioni della nuova tecnologia di ossidazione parziale catalitica per la produzione di gas di sintesi o idrogeno.

Per l'upgrading degli oli pesanti è iniziata presso la raffineria di Taranto la costruzione dell'unità dimostrativa da 1.200 barili/giorno della tecnologia Eni Slurry (EST).

Numerosi miglioramenti sono stati introdotti nelle tecnologie di progettazione e posa di pipeline, con particolare riferimento all'impiego di acciai ad alto e altissimo grado (X-80 e X-100) e ai sistemi avanzati di telerilevamento per la definizione delle routes e per l'ottimizzazione delle operazioni (perforazioni, sviluppi campo) in acque profonde.

Nel settore Refining & Marketing è proseguita l'attività volta al miglioramento della qualità di carburanti, benzine e gasoli e lubrificanti, anche per utilizzi speciali, quali a esempio le turbine e la perforazione petrolifera.

L'impegno in campo ambientale è rimasto costante, con particolare attenzione alla riduzione delle emissioni inquinanti, a esempio attraverso l'ottimizzazione del rapporto combustibile/veicolo, e al disinquinamento dei siti industriali, anche con l'impiego di tecniche biologiche.

Nel 2002 sono state depositate 50 domande di brevetto (65 nel 2001).

commento ai risultati economico-finanziari

Conto economico

	(milioni di €)		
	2000	2001	2002
Ricavi della gestione caratteristica	47.938	49.272	47.922
Altri ricavi e proventi	905	921	1.080
Costi operativi	(34.228)	(35.037)	(34.996)
Margine operativo lordo	14.615	15.156	14.006
Ammortamenti e svalutazioni	(3.843)	(4.843)	(5.504)
Utile operativo	10.772	10.313	8.502
(Oneri) proventi finanziari netti	64	(295)	(167)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	33	(7)	43
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	10.869	10.011	8.378
(Oneri) proventi straordinari netti	(512)	1.737	(29)
Utile prima delle imposte	10.357	11.748	8.349
Imposte sul reddito	(4.335)	(3.529)	(3.127)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	6.022	8.219	5.222
Utile di terzi azionisti	(251)	(468)	(629)
Utile netto	5.771	7.751	4.593

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2002 chiude con l'utile netto di 4.593 milioni di euro con una diminuzione di 3.158 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 40,7%, dovuta: (i) alla riduzione dell'utile operativo (1.811 milioni di euro, pari al 17,6%) connessa in particolare alla flessione del margine di raffinazione (Brent -59,4%) e dei prezzi di vendita del gas naturale, alla variazione del mix di vendita e di approvvigionamento e ai minori volumi venduti nella distribuzione primaria di gas naturale, nonché alle maggiori svalutazioni di asset; questi fattori negativi sono stati in parte compensati dall'aumento del prezzo del barile e dal miglioramento del mix produttivo (complessivamente +5,2%), dalla crescita della produzione venduta di idrocarburi (+4,7%) e dalla riduzione dei costi; (ii) alla variazione negativa del saldo oneri/proventi straordinari netti (1.766 milioni di euro) a seguito delle minori plusvalenze su cessioni di asset (3.216 milioni di euro), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dai minori oneri di ristrutturazione, in particolare nella Petrolchimica. Queste variazioni negative sono state parzialmente compensate dalle minori imposte sul reddito (402 milioni di euro), dovute in particolare alla contrazione dell'utile prima delle imposte, e dai minori oneri finanziari netti (128 milioni di euro).

Le azioni di razionalizzazione e di miglioramento dell'efficienza hanno consentito di realizzare risparmi di costi di 523 milioni di euro, compensando pressoché interamente gli incrementi dovuti alla dinamica salariale e all'inflazione, nonché ai maggiori livelli di attività e alle acquisizioni effettuate. Complessivamente la riduzione dei costi nel quadri-

nio 1999-2002 ammonta a circa 1,7 miliardi di euro, corrispondente al 50% del target di 3,4 miliardi di euro programmato per il 2006.

La redditività del capitale investito (ROACE) si è attestata al 13,7% (23,9% nel 2001 che comprendeva gli effetti delle rilevanti plusvalenze realizzate).

Utile netto in termini omogenei

I risultati degli esercizi 2000, 2001 e 2002 includono componenti non ricorrenti di significativo ammontare. Al fine di consentire un confronto in termini omogenei, nella tabella seguente l'utile operativo e l'utile netto sono rappresentati prima delle componenti non ricorrenti (analizzate successivamente) e di altre discontinuità.

	(milioni di €)		
	2000	2001	2002
Utile operativo	10.772	10.313	8.502
Oneri (proventi) non ricorrenti dell'utile operativo	(25)	169	457
Utile operativo prima delle componenti non ricorrenti	10.747	10.482	8.959
Utile netto	5.771	7.751	4.593
Oneri (proventi) non ricorrenti dopo le imposte	33	(1.994)	330
Utile netto prima delle componenti non ricorrenti	5.804	5.757	4.923
Utile di terzi azionisti di Snam Rete Gas del primo semestre 2002 ⁽¹⁾			199
Utile netto in termini omogenei	5.804	5.757	5.122

(1) Snam Rete Gas ha iniziato la propria attività il 1° luglio 2001.

Ricavi della gestione caratteristica

	(milioni di €)		
	2000	2001	2002
Exploration & Production	12.308	13.960	12.877
Gas & Power ⁽¹⁾	14.427	16.098	15.297
Refining & Marketing	25.462	22.083	21.546
Petrolchimica	6.018	5.108	4.781
Ingegneria e Servizi	2.146	3.114	4.546
Altre attività	608	695	897
Elisioni di consolidamento	(13.031)	(11.786)	(12.022)
	47.938	49.272	47.922

(1) A partire dal 2002 è operativa la divisione Gas & Power responsabile delle attività gas naturale e generazione elettrica dell'Eni; in precedenza i dati delle due attività erano indicati separatamente.

I ricavi della gestione caratteristica, "ricavi" (47.922 milioni di euro) sono diminuiti di 1.350 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 2,7%, a seguito essenzialmente della flessione del prezzo di vendita del gas naturale e dei principali prodotti del downstream, della variazione del mix di vendita e dei minori volumi venduti nella distribuzione primaria di gas naturale, nonché degli effetti della conversione in euro dei bilanci espressi in dollari. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'aumento del prezzo del barile e dal miglioramento del mix produttivo, dall'incremento della produzione venduta di idrocarburi e dal maggior volume di attività del settore Ingegneria e Servizi.

I ricavi del settore Exploration & Production (12.877 milioni di euro) sono diminuiti di 1.083 milioni di euro, pari al 7,8%, a seguito essenzialmente della flessione del prezzo di vendita del gas naturale (-11,1%), dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+5,6%), nonché dei minori volumi commercializzati di idrocarburi d'acquisto (-51 milioni di boe) a seguito, principalmente, del trasferimento dell'attività di trading di gas naturale al settore Gas & Power. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'aumento del prezzo del barile e dal miglioramento del mix produttivo (complessivamente +5,2%), nonché dall'aumento della produzione venduta di idrocarburi (+23,4 milioni di boe, pari al 4,7%).

I ricavi del settore Gas & Power (15.297 milioni di euro) sono diminuiti di 801 milioni di euro, pari al 5%, a seguito essenzialmente della flessione dei prezzi di vendita del gas naturale, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'assunzione dal settore Exploration & Production dell'attività di trading di gas naturale.

I ricavi del settore Refining & Marketing (21.546 milioni di euro) sono diminuiti di 537 milioni di euro, pari al 2,4%, a seguito essenzialmente della flessione dei prezzi dei prodotti petroliferi (-5,9% e -8,7% rispettivamente la benzina e il gasolio rete) e della riduzione dei volumi venduti sui mercati rete ed extrarete in Italia (complessivamente -1,1 milioni di tonnellate, pari al 4,8%) dovuta all'effetto della cessione/chiusura di stazioni di servizio e alle minori vendite di gasolio sul mercato extrarete.

I ricavi del settore Petrochimica (4.781 milioni di euro) sono diminuiti di 327 milioni di euro, pari al 6,4%, a seguito essenzialmente della flessione dell'8,1% dei prezzi medi di vendita dei prodotti, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento dei volumi venduti (+3,3%).

I ricavi del settore Ingegneria e Servizi (4.546 milioni di euro) sono aumentati di 1.432 milioni di euro, pari al 46%, a seguito della maggiore attività svolta.

I ricavi delle altre attività (897 milioni di euro) sono aumentati di 202 milioni di euro, pari al 29,1%, a seguito essenzialmente dei maggiori premi acquisiti dalla Padana Assicurazioni e dall'aumento di attività della Sieco che svolge servizi di carattere generale nell'interesse di società del Gruppo.



Costi operativi

	(milioni di €)		
	2000	2001	2002
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	31.442	32.110	31.893
Costo lavoro	2.786	2.927	3.103
	34.228	35.037	34.996

I costi operativi (34.996 milioni di euro) sono sostanzialmente in linea con il 2001. La flessione dei costi di approvvigionamento del gas naturale, la riduzione connessa alle azioni di razionalizzazione e di efficienza e l'effetto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro sono state pressoché interamente compensati dagli incrementi dovuti alla dinamica salariale e all'inflazione, nonché ai maggiori livelli di attività e alle acquisizioni effettuate.

Il costo lavoro (3.103 milioni di euro) è aumentato di 176 milioni di euro, pari al 6%, a seguito essenzialmente dell'entrata nel campo di consolidamento della Saipem SA (nuova denominazione sociale della Bouygues Offshore) nel settore Ingegneria e Servizi e della crescita di circa il 3,8% del costo lavoro unitario in Italia. Questi effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'occupazione media in Italia di circa 2.400 unità dovuta alle azioni di razionalizzazione effettuate.

Ammortamenti e svalutazioni

	(milioni di €)		
	2000	2001	2002
Exploration & Production	2.364	3.163	3.552
Gas & Power	474	500	417
Refining & Marketing	502	508	490
Petrochimica	273	323	161
Ingegneria e Servizi	144	203	267
Altre attività	31	46	75
Totale ammortamenti	3.788	4.743	4.962
Svalutazioni	55	100	542
	3.843	4.843	5.504

Gli ammortamenti e le svalutazioni (5.504 milioni di euro) sono aumentati di 661 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 13,6%, a seguito essenzialmente dei maggiori ammortamenti nel settore Exploration & Production, connessi all'incremento della produzione e all'aumento dell'attività di ricerca esplorativa, e delle maggiori svalutazioni (442 milioni di euro). Le svalutazioni dell'esercizio hanno riguardato in particolare asset minerari nel settore Exploration & Production (332 milioni di euro), impianti petrolchimici (105 milioni di euro) e le attività di distribuzione di gas naturale in Brasile e in Argentina (93 milioni di euro).

Utile operativo

	(milioni di €)		
	2000	2001	2002
Exploration & Production ⁽¹⁾	6.603	5.984	5.175
Gas & Power ⁽¹⁾	3.178	3.672	3.244
Refining & Marketing	986	985	321
Petrochimica	4	(415)	(347)
Ingegneria e Servizi	144	255	298
Altre attività	(143)	(168)	(189)
	10.772	10.313	8.502

(1) Il risultato operativo del 2002 tiene conto prudenzialmente degli effetti (144 milioni di euro) della riduzione delle tariffe di modulazione e stoccaggio di gas naturale conseguente alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 26 marzo 2002, n. 49 oggetto di ricorso al TAR della Lombardia. In attesa dell'esito del ricorso, non è stata effettuata la rilevazione degli effetti delle nuove tariffe sull'utile operativo del settore Exploration & Production, che eroga il servizio, e del settore Gas & Power che lo utilizza (rispettivamente in riduzione e in aumento di 271 milioni di euro).

Exploration & Production

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 5.175 milioni di euro con una diminuzione di 809 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 13,5%, dovuta essenzialmente: (i) alla flessione del prezzo di vendita del gas naturale (-11,1%); (ii) alla rilevazione di maggiori svalutazioni di asset minerari per adeguarli al loro valore d'uso (244 milioni di euro), in particolare nell'area del Mare del Nord e del Golfo del Messico; (iii) all'effetto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+5,6%); (iv) alla riduzione delle tariffe di stoccaggio e di modulazione connessa alla delibera 49/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (144 milioni di euro); (v) alla maggiore attività di ricerca esplorativa (94 milioni di euro). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'aumento del prezzo del barile e dal miglioramento del mix produttivo (complessivamente +5,2%); (ii) dall'aumento della produzione venduta di idrocarburi (+23,4 milioni di boe, pari al 4,7%); (iii) dalle plusvalenze conseguite sulla cessione di asset (92 milioni di euro); (iv) dalla riduzione dei costi con-

nessa alle sinergie conseguite dall'integrazione delle società acquisite e alle razionalizzazioni effettuate (154 milioni di euro).

Gas & Power

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 3.244 milioni di euro con una diminuzione di 428 milioni di euro rispetto al 2001, pari all'11,7%, a seguito essenzialmente: (i) della flessione del risultato della distribuzione primaria dovuta all'effetto della variazione del mix di vendita, per la maggiore incidenza delle vendite in Europa connessa al progressivo allineamento ai tetti fissati dal D.Lgs. 164/2000, e della variazione del mix di approvvigionamento, nonché ai minori volumi venduti (1,20 miliardi di metri cubi, pari all'1,9%); (ii) della svalutazione di attività di distribuzione di gas naturale in Brasile e in Argentina (93 milioni di euro) a seguito delle minori prospettive di redditività; (iii) del pagamento (86 milioni di euro) del tributo ambientale istituito dalla Regione Sicilia con legge regionale 26 marzo 2002 n. 2¹; (iv) alla flessione del risultato dell'attività di generazione elettrica a seguito dei minori margini di vendita per effetto essenzialmente della scadenza degli incentivi sui contratti "CIP 6" relativi alle centrali di Livorno e Taranto. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'incremento del risultato della distribuzione secondaria dovuto alle maggiori tariffe e agli effetti positivi derivanti dalla stima dell'impatto dell'applicazione della delibera n. 122/2002² dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di cui 74 milioni di euro relativi al 2001); (ii) dalla riduzione dei costi (58 milioni di euro) connessa alle razionalizzazioni effettuate, in particolare nell'attività di trasporto del gas naturale in Italia, solo parzialmente compensata dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione.

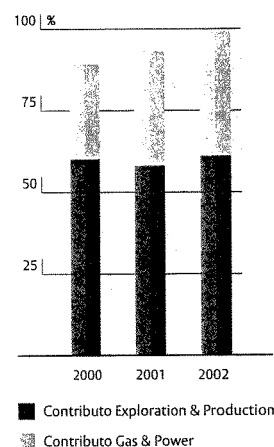
Refining & Marketing

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 321 milioni di euro con una diminuzione di 664 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 67,4%, dovuta essenzialmente: (i) alla rilevante flessione del margine di raffinazione che riflette l'andamento sfavorevole dello scenario internazionale (Brent -59,4%), connesso alla debolezza della domanda, la riduzione del differenziale Fob/Cif sui prodotti, che ha ridotto il vantaggio delle raffinerie posizionate in prossimità dei mercati di sbocco, nonché l'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) alla riduzione dei margini degli ossigenati (MTBE e metanolo) connessa essenzialmente alle minori quotazioni internazionali dei prodotti; (iii) alla circostanza che nel 2001 venne rilevato l'effetto positivo di 36 milioni di euro della riduzione del magazzino prodotti (valutato a Lifo) a fronte di una ripresa di valore di 13 milioni di euro rilevata nel 2002; (iv) ai minori volumi venduti sul mercato extrarete a seguito della congiuntura. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei costi (60 milioni di euro) connessa alle razionalizzazioni e a dismissioni effettuate, solo parzialmente compensata dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione, e dall'incremento dei margini rete in Europa, anche in relazione al miglioramento dell'efficienza, in parte attenuato dalla riduzione delle vendite in Italia dovuta al processo di razionalizzazione.

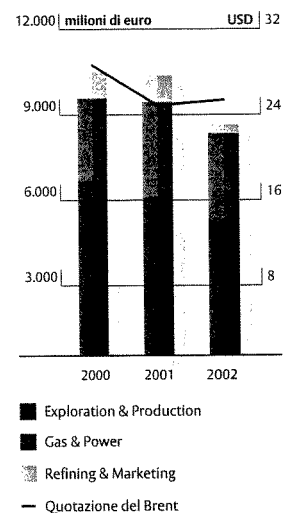
Petrochimica

Il settore ha registrato la perdita operativa di 347 milioni di euro con una riduzione di 68 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 16,4%, dovuta essenzialmente: (i) ai minori ammortamenti (162 milioni di euro) connessi alle svalutazioni di impianti rilevate nel 2001; (ii) alla

Contributi dei settori
Exploration & Production
e Gas & Power
all'utile operativo dell'Eni



Utile operativo delle attività
del petrolio e del gas naturale
e quotazione del Brent



(1) Il TAR per la Lombardia con sentenza del 20 dicembre 2002 ha ritenuto il tributo istituito dalla Regione Sicilia sulla proprietà dei gasdotti in contrasto con l'ordinamento comunitario e, quindi, la sua non rilevanza ai fini tariffari, riconoscendo la validità degli argomenti addotti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nella delibera n. 120 pubblicata il 3 luglio 2002. Snam Rete Gas ha sospeso i pagamenti a partire dalla rata di dicembre 2002. Pur avendo presentato istanza di rimborso a ogni pagamento delle rate mensili, prudenzialmente non è stato iscritto il credito nei confronti della Regione Sicilia (v. "Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo - Trasporto").

(2) Informazioni sulla delibera sono indicate nel capitolo "Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo - Distribuzione secondaria".

circostanza che nel 2001 venne rilevato l'impatto negativo di 100 milioni di euro derivante dalla flessione dei prezzi sulla valutazione delle scorte (nel 2002 l'impatto è stato positivo di 27 milioni di euro); (iii) alla riduzione dei costi connessa alle razionalizzazioni e dismissioni effettuate (70 milioni di euro), solo parzialmente compensata dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione; (iv) all'aumento del 3,3% dei volumi venduti. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dei margini, verificatasi in particolare nel primo trimestre, connessa alla riduzione dei prezzi di vendita dei prodotti (in media dell'8,1%) a fronte del calo più contenuto del costo in euro delle materie prime petrolifere (in media dell'1,2%), nonché dalla svalutazione di asset per adeguarli al loro valore d'uso (105 milioni di euro).

Ingegneria e Servizi

L'utile operativo ammonta a 298 milioni di euro (di cui 302 riferiti all'attività *costruzioni e perforazioni*), con un aumento di 43 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 16,9%. L'attività *costruzioni e perforazioni* registra un aumento dell'utile operativo di 46 milioni di euro dovuto al contributo dei progetti Blue Stream e Karachaganak, ai risultati derivanti dall'incremento delle attività in Africa Occidentale, Arabia Saudita ed Estremo Oriente, nonché al contributo della Bouygues Offshore (35 milioni di euro prima dell'ammortamento di 21 milioni di euro della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile non attribuita alle immobilizzazioni tecniche). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla minore redditività di alcune commesse dell'area Perforazioni mare. L'attività *ingegneria* registra la perdita operativa di 4 milioni di euro con una diminuzione di 3 milioni di euro a seguito essenzialmente dei maggiori stanziamenti a fondi rischi su commesse in fase di chiusura (18 milioni di euro) e dell'esito sfavorevole di una transazione (8 milioni di euro), i cui effetti sono stati in parte compensati dal margine realizzato sul maggiore volume d'affari conseguito nel 2002, in particolare dal contributo del progetto per la costruzione della tratta ferroviaria Milano-Bologna. Considerando nella gestione operativa i risultati derivanti dall'attività svolta in joint venture, che sono inclusi nel conto economico nei proventi su partecipazioni, l'utile operativo conseguito nel 2002 è di 23 milioni di euro (11 milioni di euro, in termini omogenei, nel 2001).

Altre attività

Nelle Altre attività sono compresi i costi di struttura di Eni Corporate e delle società finanziarie, nonché i risultati operativi delle società assicurative, delle società di servizi (amministrazione, servizi tecnici e IT), dell'Eni Tecnologie SpA, della Eurosolare SpA e della Tecnomare SpA. La perdita operativa ammonta a 189 milioni di euro (168 milioni di euro nel 2001).

Oneri finanziari netti

	(milioni di €)		
	2000	2001	2002
Oneri finanziari netti	(302)	(455)	(259)
Proventi su crediti funzionali all'attività operativa e su crediti di imposta	201	170	122
Differenze cambio nette	165	(10)	(30)
	64	(295)	(167)

Gli oneri finanziari netti (167 milioni di euro) sono diminuiti di 128 milioni di euro rispetto al 2001 a seguito in particolare della flessione dei tassi di interesse (Euribor a tre mesi -1 punto percentuale) e del minor indebitamento finanziario netto medio di circa 950 milioni di euro.

Proventi netti su partecipazioni

I proventi netti su partecipazioni di 43 milioni di euro, a fronte di oneri netti di 7 milioni di euro nel 2001, rappresentano il saldo tra proventi di 288 milioni di euro e oneri di 245 milioni di euro. I proventi riguardano essenzialmente: (i) la quota di competenza degli utili di esercizio delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (184 milioni di euro) riguardanti in particolare i settori Gas & Power (98 milioni di euro), Ingegneria e Servizi (38 milioni di euro) e Refining & Marketing (40 milioni di euro); (ii) le plusvalenze da cessione (55 milioni di euro) riferite essenzialmente alla vendita della partecipazione del 10% nella Qatar Petrochemical Co nel settore Petrochimica (52 milioni di euro); (iii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (32 milioni di euro).

Gli oneri (247 milioni di euro) riguardano: (i) le quote di competenza delle perdite di esercizio delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto e le perdite di valore delle partecipate valutate al costo (209 milioni di euro) relative in particolare alla Galp Energia SGPS SA (85 milioni di euro riferibili esclusivamente all'ammortamento di 107 milioni di euro della differenza tra il costo di acquisto e il patrimonio netto contabile), all'Albacom SpA (37 milioni di euro) e alle società Distribuidora e Inversora de Gas del Centro SA (36 milioni di euro), nonché ad altre partecipazioni minori dei settori Exploration & Production (24 milioni di euro), Ingegneria e Servizi (8 milioni di euro) e di altri settori (25 milioni di euro); (ii) le minusvalenze da cessione di partecipazioni (24 milioni di euro, di cui 20 relativi alla cessione della partecipazione del 7% nella Blu SpA).

La variazione positiva di 50 milioni di euro del saldo oneri/proventi su partecipazioni rispetto al 2001 è dovuta essenzialmente alla minore svalutazione della Galp Energia SGPS SA (59 milioni di euro).

Oneri straordinari netti

	(milioni di €)		
	2000	2001	2002
Proventi straordinari			
Plusvalenze da cessioni:			
- plusvalenza sul collocamento del 40,24% di Snam Rete Gas		2.453	
- plusvalenza sulla cessione del patrimonio immobiliare		751	
- altre plusvalenze	86	269	257
	86	3.473	257
Altri proventi straordinari	146	177	112
Totale proventi straordinari	232	3.650	369
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- stanziamenti a fondi per rischi e oneri	(182)	(885)	(157)
- incentivazione esodi	(202)	(257)	(114)
- svalutazioni e minusvalenze	(34)	(651)	(55)
	(418)	(1.793)	(326)
Altri oneri straordinari	(326)	(120)	(72)
Totale oneri straordinari	(744)	(1.913)	(398)
	(512)	1.737	(29)

Le plusvalenze da cessioni di 257 milioni di euro riguardano le vendite di partecipazioni, rami d'azienda e immobilizzazioni materiali effettuate nell'ambito di ristrutturazioni aziendali; in particolare le plusvalenze derivanti: (i) nel settore Refining & Marketing, dalle cessioni di stazioni di servizio in Italia a Tamoil, TotalFinaElf e a retisti indipendenti (127 milioni di euro), dalla cessione dell'Agip Nigeria Ltd e di altre partecipazioni minori in Africa (87 milioni di euro), nonché di depositi, rami d'azienda e altri asset (11 milioni di euro); (ii) nel settore Gas & Power, dalla cessione di terreni e immobili (21 milioni di euro).

Gli altri proventi straordinari di 112 milioni di euro riguardano gli utilizzi di fondi eccedenti, definizione di contenziosi e recupero crediti nei settori Petrolchimica (72 milioni di euro), Gas & Power (23 milioni di euro), Refining & Marketing (13 milioni di euro) e in altri settori (6 milioni di euro).

Gli stanziamenti a fondi per rischi e oneri di 157 milioni di euro riguardano essenzialmente gli oneri per ripristini ambientali e oneri connessi a dismissioni e ristrutturazioni nei settori Refining & Marketing (79 milioni di euro) e Petrolchimica (71 milioni di euro).

Gli oneri per incentivazione esodi di 114 milioni di euro riguardano in particolare i settori Petrolchimica (34 milioni di euro), Gas & Power (28 milioni di euro), Refining & Marketing (26 milioni di euro), Ingegneria e Servizi (14 milioni di euro) ed Exploration & Production (9 milioni di euro).

Le svalutazioni e minusvalenze (55 milioni di euro) riguardano principalmente la svalutazione di asset nel settore Petrolchimica per 23 milioni di euro e la minusvalenza di 22 milioni di euro rilevata nel conferimento della raffineria di Priolo e della centrale elettrica nella Erg Raffinerie Mediterranee Srl, nella quale l'Eni detiene, dopo il conferimento, una partecipazione del 28%.

Gli altri oneri straordinari (72 milioni di euro) riguardano essenzialmente il settore Refining & Marketing (49 milioni di euro), in gran parte connessi alle azioni di ristrutturazione e a costi di esercizi precedenti.

Componenti non ricorrenti

	(milioni di €)		
	2000	2001	2002
Svalutazioni asset	(55)	(100)	(542)
Tributo Regione Sicilia			(86)
(Costi)/ricavi esercizi precedenti			61
Plusvalenze su cessioni			92
(Svalutazioni)/riprese di valore scorte	80	(69)	40
Altro			(22)
Effetto sull'utile operativo	25	(169)	(457)
di cui:			
- Exploration & Production		(88)	(253)
- Gas & Power	(5)	(3)	(129)
- Refining & Marketing	(45)	22	9
- Petrochimica	79	(100)	(78)
- Altri settori	(4)		(6)
Oneri non ricorrenti su partecipazioni		(82)	(36)
Proventi (oneri) straordinari netti	(512)	1.737	(29)
Totale prima delle imposte	(487)	1.486	(522)
Adeguamento fondo imposte differite per modifica regime fiscale nel Regno Unito			(215)
Affrancamento riserve per ammortamenti anticipati ex art. 4 legge 448/2001			95
Imposte (stima)	508	508	312
- relative alle componenti non ricorrenti nell'utile operativo	19	32	245
- relative alle altre componenti non ricorrenti	489	476	67
Utile di terzi azionisti	(54)		
Componenti non ricorrenti dopo le imposte	(33)	1.994	(330)

Le svalutazioni di asset (542 milioni di euro) riguardano essenzialmente asset minerari nel settore Exploration & Production (332 milioni di euro), impianti petrolchimici (105 milioni di euro) e le attività di distribuzione di gas naturale in Brasile e in Argentina (93 milioni di euro). Le plusvalenze sulla cessione di asset (92 milioni di euro) riguardano le plusvalenze conseguite sulla cessione di asset minerari nel settore Exploration & Production nell'ambito del programma di razionalizzazione del portafoglio. Gli oneri non ricorrenti su partecipazioni (36 milioni di euro) riguardano la svalutazione delle partecipate argentine Distribuidora e Inversora de Gas del Centro SA in relazione alle minori prospettive di redditività.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito ammontano a 3.127 milioni di euro con una diminuzione di 402 milioni di euro rispetto al 2001 connessa essenzialmente alla flessione dell'utile prima delle imposte e all'effetto positivo (95 milioni di euro) dell'affrancamento delle riserve per ammortamenti anticipati (ex art. 4 legge 448/2001), in parte compensate dall'adeguamento del fondo imposte differite dovuto all'aumento di 10 punti percentuali (dal 30 al 40%) delle imposte sul reddito delle imprese petrolifere nel Regno Unito (215 milioni di euro).

L'aumento dell'incidenza delle imposte dell'esercizio sull'utile prima delle imposte (tax rate) di 7,5 punti percentuali (dal 30 al 37,5%) è dovuto essenzialmente alla circostanza che la plusvalenza sul collocamento del 40,24% di Snam Rete Gas conseguita nel 2001 è stata rilevata al netto dell'imposta sostitutiva assolta³.

(3) L'imposta sostitutiva del 19% assolta dalla Snam SpA sulla rivalutazione e sul successivo conferimento dei beni apportati a Snam Rete Gas SpA è stata imputata in aumento del valore di iscrizione nel bilancio consolidato dei beni oggetto di conferimento e ha concorso quindi alla determinazione della plusvalenza. L'imposta sostitutiva è imputata a conto economico coerentemente all'ammortamento dei beni rivalutati.

La differenza tra il tax rate teorico (42,1%) e quello effettivo (37,5%) di 4,6 punti percentuali è attribuibile: (i) per 5 punti percentuali, ai benefici derivanti dall'applicazione di norme tributarie agevolative (legge 383/2001 recante incentivi fiscali per gli investimenti e lo sviluppo, DIT, legge 448/2001); (ii) per 4,7 punti percentuali, all'effetto fiscale conseguente all'applicazione nell'esercizio 2000 della legge di rivalutazione n. 342/2000. Questi effetti di riduzione del tax rate effettivo sono stati parzialmente compensati dalla maggiore incidenza fiscale delle imprese estere (2,7 punti percentuali) e da altre motivazioni (2,4 punti percentuali).

Le imposte delle imprese estere operanti nel settore Exploration & Production ammontano a 2.093 milioni di euro con una diminuzione di 28 milioni di euro rispetto al 2001 dovuta alla riduzione dell'utile ante imposte delle società estere a più alta fiscalità e alla rilevazione di imposte anticipate sulle perdite fiscali di esercizi precedenti dell'Agip Petroleum Co Inc e dell'Agip Exploration & Production Ltd, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'adeguamento del fondo imposte differite delle imprese petrolifere nel Regno Unito (215 milioni di euro).



Utile di terzi azionisti

L'utile di competenza di terzi azionisti (629 milioni di euro) è aumentato di 161 milioni di euro rispetto al 2001 a seguito essenzialmente del collocamento sul mercato a fine 2001 del 40,24% di Snam Rete Gas e dell'aumento dell'utile conseguito dalla Saipem SpA.

Stato patrimoniale

	31.12.2001	31.12.2002
(milioni di €)		
Capitale immobilizzato		
Immobilizzazioni materiali	33.851	33.693
Immobilizzazioni immateriali	2.850	3.175
Partecipazioni	2.740	2.797
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.630	1.408
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(657)	(870)
	40.414	40.203
Capitale di esercizio netto	(635)	(204)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(486)	(507)
Capitale investito netto	39.293	39.492
Patrimonio netto	27.483	26.257
Interessi di terzi azionisti	1.706	2.094
Indebitamento finanziario netto	10.104	11.141
Coperture	39.293	39.492

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2002 ammonta a 39.492 milioni di euro con un incremento di 199 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2001 dovuto principalmente all'aumento del capitale di esercizio netto (431 milioni di euro), parzialmente compensato dalla diminuzione del capitale immobilizzato (211 milioni di euro). L'incidenza dei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing sul capitale investito netto è dell'88,3% (90,4% al 31 dicembre 2001). Il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti passa da 0,35 al 31 dicembre 2001 a 0,39.

Le immobilizzazioni materiali (33.693 milioni di euro) si riferiscono principalmente ai settori Exploration & Production (58,9%), Gas & Power (21,3%) e Refining & Marketing (9,2%). Il fondo ammortamento e svalutazioni (39.700 milioni di euro) rappresenta il 54,1% delle immobilizzazioni materiali lorde (53,2% al 31 dicembre 2001).

Gli impieghi in partecipazioni non consolidate (2.797 milioni di euro) riguardano principalmente il 33,34% della Galp Energia SGPS SA (659 milioni di euro), il 49% delle società di distribuzione secondaria di gas naturale EPA di Salonicco e della Tessaglia in Grecia (190 milioni di euro), il 50% della Blue Stream Pipeline Company BV (178 milioni di euro), il 50% della Raffineria di Milazzo ScpA (121 milioni di euro), il 35% dell'Albacom SpA (115 milioni di euro), il 10,4% della Nigeria Lng Ltd (111 milioni di euro), il 28% della Erg Raffinerie Mediterranee SpA (100 milioni di euro), il 49% della Superoctanos CA (93 milioni di euro), il 49% dell'Azienda Energia e Servizi SpA (92 milioni di euro), il 50% della EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (90 milioni di euro) e il 50% della Transmediterranean Pipeline Co Ltd (83 milioni di euro).

I crediti finanziari e i titoli strumentali all'attività operativa (1.408 milioni di euro) riguardano principalmente i finanziamenti concessi dalle società finanziarie nell'interesse di imprese dell'Eni, in particolare del settore Gas & Power (622 milioni di euro), e da imprese del settore Exploration & Production (666 milioni di euro).

L'apprezzamento dell'euro rispetto alle altre valute, in particolare il dollaro, ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta estera ai cambi del 31 dicembre 2002 (euro/USD +18%) una riduzione del valore contabile del capitale investito netto di 3.180 milioni di euro, del patrimonio netto di 2.242 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di 938 milioni di euro.

Capitale di esercizio netto

	31.12.2001	31.12.2002
Rimanenze	3.014	3.200
Crediti commerciali	9.346	9.090
Debiti commerciali	(5.081)	(5.579)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.173)	(2.978)
Fondi per rischi e oneri	(5.377)	(5.522)
Altre attività e passività di esercizio ⁽¹⁾	1.636	1.585
	(635)	(204)

(1) Includono crediti finanziari strumentali all'attività operativa per 1.237 milioni di euro (944 al 31 dicembre 2001) e titoli a copertura delle riserve tecniche delle imprese assicuratrici di 489 milioni di euro (436 al 31 dicembre 2001).

La diminuzione dei debiti tributari e del fondo imposte netto di 1.195 milioni di euro è dovuta, oltre che alla riduzione delle imposte sul reddito connessa alla flessione dell'utile ante imposte, essenzialmente ai seguenti aspetti: (i) agli effetti della nuova fiscalità di impresa in materia di deducibilità dilazionata in cinque anni delle svalutazioni di partecipazioni (441 milioni di euro); (ii) al nuovo regime di pagamento delle accise che ha anticipato a fine dicembre il pagamento delle accise sui prodotti finiti immessi al consumo nella seconda quindicina di dicembre (404 milioni di euro); (iii) all'utilizzo del fondo imposte differite divenuto esuberante per l'affrancamento delle riserve per ammortamenti anticipati (145 milioni di euro, già al netto dell'imposta sostitutiva da versare nel 2003 di 54 milioni di euro). Questi aspetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento del fondo imposte differite delle imprese petrolifere nel Regno Unito (215 milioni di euro) a seguito dell'aumento di 10 punti percentuali (dal 30% al 40%) delle imposte sul reddito.

I fondi per rischi e oneri (5.522 milioni di euro) includono essenzialmente: il fondo smantellamento e ripristino siti di 1.980 milioni di euro (1.963 milioni di euro al 31 dicembre 2001), il fondo rischi ambientali di 1.558 milioni di euro (1.451 al 31 dicembre 2001), la riserva sinistri e premi di compagnie di assicurazione di 593 milioni di euro (535 al 31 dicembre 2001), il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 354 milioni di euro (423 al 31 dicembre 2001), il fondo rischi per contenziosi di 211 milioni di euro (213 al 31 dicembre